

обилие обугленных растительных остатков диаметром 7-8 мм (рис. 2, в). В песчаниках на глубине 1688 м выявлен конкреционный прослой красновато-бурого сидерита, который образуется в условиях нижней надводной равнины, периодически заливаемой морскими водами. По простирацию пласты не выдержаны, часто представляют собой переслаивание хорошо проницаемых песчаных пород с заглинизированными песчаниками и алевролитами, известковыми песчаниками и песчаными известняками.

Под микроскопом песчаники выявляют аркозовый состав, средне-мелкозернистые структуры (гл. 1700,0 м и 1663,0 м). Объем мелкозернистой фракции (0,05-0,1 мм) достигает 60%. Количество обломочного материала в породах 80-90%. Обломки угловатые, полуугловатые и полуокатанные. Контакты между обломками пленочные, точечные, реже конформные (гл. 1663,8 м).

Обломки представлены кварцем – 25-35%, полевыми шпатами (плагиоклаз и калишпат, последний преобладает) – 70%, породами (граниты, вулканы, кремни) – 5-15%. Цемент поровый и контактовый, по составу – глинистый (г л. 1700,0 м), гидрослюдистый (г л. 1663,5 м). Проявлены процессы коррозии. Часть обломков из-за них «псевдоокатанная». Породы пористые. Размеры пор ~0,01-0,3-0,5 мм. Средняя пористость пород-коллекторов по керну составляет 24,2%, а средняя проницаемость – 300,3 мД. По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД.

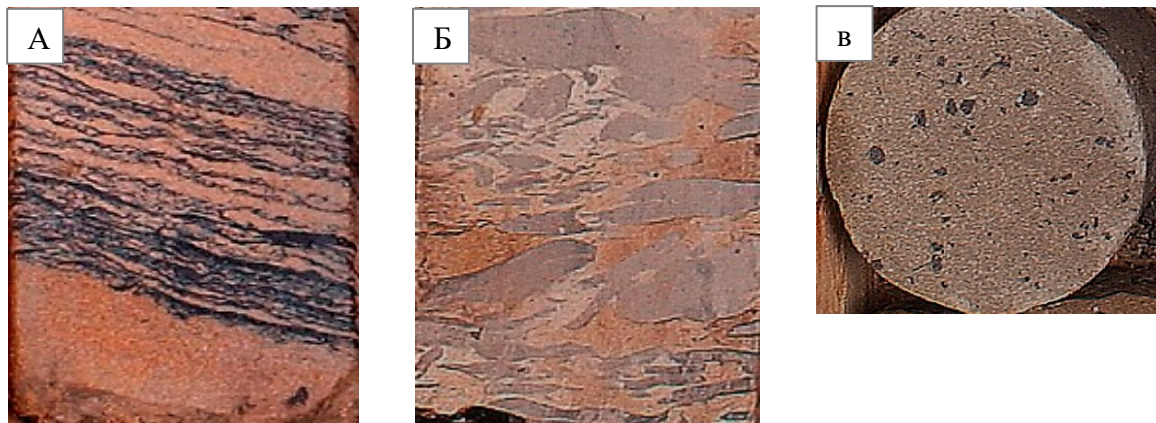


Рис. 2 Особенности пород устьевых баров; а – косо волнистая однонаправленная слоистость в песчанике; б – глиняные окатыши в песчанике; в – обугленные растительные остатки

Таким образом, на основе анализа электрометрических моделей фаций, детальных исследований керна и петрографических шлифов, формирование происходило в прибрежно-морских и аллювиальных условиях, в обстановках преимущественно усел, баров и поймы.

Литература

1. Ежова А.В., Тен Т.Г. Литолого-фациальный анализ нефтегазоносных толщ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – 147 с
2. Пономаренко З.Ф., Давыдова И.В., Которович А.А. Реконструкция фациальных обстановок формирования коллекторов Большехетского нефтегазоносного района на основе изучения керна и каротажных диаграмм // Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть», 2008. – № 1. – С. – 28 – 32.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ТРЕЩИН И ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ ТРЕЩИН С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ МОДЕЛИРОВАНИЯ И РЕГИОНАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

П.А. Харитонцева¹, И.И. Чурочкин¹, Е.Г. Левочкин¹,
М.А. Кунцевич², А.В. Мельников², В.В. Гритчина²,

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Научно-технический центр «Газпром нефти», г. Санкт-Петербург, Россия

Для сложных карбонатных коллекторов с естественными трещинами может быть сложно найти экономический баланс между оптимальным дебитом нефти, конечным коэффициентом извлечения нефти и затратами на разработку. Успешное развитие жизненного цикла месторождений с естественной трещиноватостью может быть достигнуто только путем полного понимания роли трещин в различных масштабах, как в региональных масштабах, так и внутри скважин (вблизи от стволов скважин). Систематическое описание трещин с позиции разных дисциплин становится важной предпосылкой для достижения понимания системы трещин, определения потока флюида, необходимого для продуктивного управления резервуаром и достижения экономического успеха.

Для описания систем трещин с позиции различных дисциплин была разработана методика исследования систем трещин и построения модели трещин с учетом особенностей моделирования и региональных исследований (рис. 1).

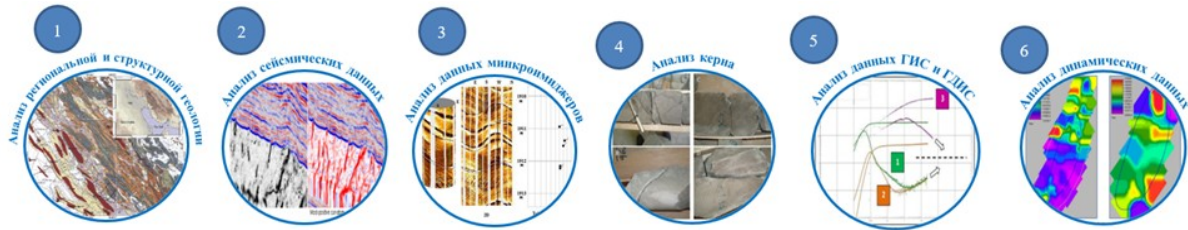


Рис. 1 Методика исследования систем трещин при построении модели трещин

1. Анализ региональной и структурной геологии. На данном этапе предполагается рассмотрение региональной, структурной геологии, тектонических режимов региона, с целью определения драйвера трещинообразования, доминирующей литологии, а также предварительной оценки региональных стрессов. Региональные и тектонические карты региона позволяют сделать вывод о формировании бассейна и сделать предположение о том, что же явилось причиной образования трещин (складкообразование, цепи разломов).

2. Анализ сейсмических данных. Сейсмика является основным инструментом для выявления крупных разломов или трещин на некотором расстоянии от стволов скважин. Анализ любой геологической информации очень сильно зависит от качества записи сейсмике. Если сейсмика хорошего качества, то возможно проведение более подробных исследований, таких как инверсия и расчет атрибутов. Расчет сейсмических атрибутов и высоко разрешенного импеданса выполняется для поисков взаимосвязей сейсмических атрибутов и петрофизических свойств, для прогнозирования зон трещиноватости, зон развития карста и выветрелых пород, а также для моделирования других геологических особенностей резервуара [2].

3. Анализ данных микроимиджеров. Пластовый микросканер (микроимиджер) предоставляет подробный вид стратиграфической, литологической и структурной информации вдоль стенки ствола скважины. Микроимиджер создает изображение электрического тока высокого разрешения со стенки скважины, используя 192 электрода (электрический) контроля тока (режим полноразмерной визуализации высокого разрешения). Существует три основных вида трещин, при интерпретации изображений. К ним относятся: открытые трещины, закрытые трещины и трещины, вызванные бурением. Открытые трещины могут быть частично залечены, но они при этом сохраняют некоторую проводимость.

4. Анализ керна. По результатам описания керна выделяется состав (известняки, доломиты и т.д.), происхождение (органогенное, хемогенное), присутствует ли признаки вторичных изменений (перекристаллизация, каверны, и т.д.).

Происходит описание трещин, их размер, являются ли они залеченными (кальцитом, глинистыми минералами). При описании трещин основной упор делается на определение типа трещин, чаще всего трещины можно отнести к: *диагенетическим*, полученным в результате процессов происходящих при трансформации осадков в породы (уплотнение, усыхание, доломитизация и т.д.); *тектоническим*, полученным в результате деформации пород под действием стресса [1].

5. Анализ гидродинамических исследований скважин. Гидродинамические исследования в скважинах на неустановившихся режимах фильтрации часто позволяют подтвердить и иногда определить количественно влияние сети трещин на поток жидкости. Следующие характеристики показателей можно ожидать при наличии естественной трещиноватости: 1) Признак «гидравлического разрыва» наблюдается, когда скважина пересекла особенно продуктивную трещину (естественные широкие трещины или трещины, увеличенные в результате бурения и стимуляции). 2) Границы постоянного давления также очень часто встречаются и связаны с наличием близлежащих трещинных коридоров. Наиболее ожидаемый признак, но наименее встречаемый, признак двойной пористости, который позволяет количественно оценить обмен между матрицей и естественными трещинами.

6. Анализ динамических данных. Динамические данные по скважине также могут использоваться для подтверждения наличия систем крупных трещин (коридоров) в определенных областях. Основными динамическими данными, используемыми для диагностики трещин, являются показатели добычи и объемы закачки по областям, профили обводненности и солености.

Методика была успешно применена при анализе данных для описания и моделирования систем трещин на одном из месторождений Ближнего Востока.

Анализ тектонической карты региона. Согласно представленной методике, была проанализирована региональная, структурная и тектонические карты региона. Нефтяные месторождения тектонически расположены в складчатом поясе Загрос и в основном в пределах складчатой зоны, проходящей между северо-восточной Зонай надвига и хребтом Кхлеса в сторону Месопотамского бассейна на юго-западе. Складчатая система Загроса и складчато-надвиговый пояс расположены вдоль северо-восточного края Аравийской плиты. Он образовался в результате наклонного столкновения между субдуцирующей северо-восточной окраиной Аравийской плиты и границей Евразии, отражая постепенное смыкание океана Неотетис, в основном во время позднего мела и кайнозоя.

Анализ сейсмических данных. Сейсмические данные можно считать данными довольно хорошего качества. Уровень обработки достаточен для прогнозирования: структуры и разломов резервуара; фации (разные характеристики волновой группы); геометрические характеристики резервуара (включая кривизну); локализацию максимальных трещиноватых участков.

Анализ данных микроимиджеров. Анализ данных микроимиджеров проводился по двум скважинам. В результате были выделены 2 группы трещин: 1) Проводящие – крутонаклонные формы, секущие напластования,

являются открытыми или заполненными проводящим веществом (например, глинистый), ориентации Восток-Запад (21 трещина) – ограничены и распространены только в формации SZ3; 2) Частично проводящие – крутонаклонные прерывистые на каротаже формы, являются открытыми или заполненными проводящим веществом (25 трещин) – наблюдаются по всему разрезу;

Далее было проведено структурное зонирование резервуара – выделение двух интервалов J-D по ориентации напластований – граница связана с внутриформационным несогласием седиментационной природы:

- Верхняя часть J (3818-3844) – Угол 21°/ Азимут 23° – толщина по стволу 26 м – в разрезе доминируют карбонаты (известняки).
- Нижняя часть J + Верхняя часть D – Угол 18°/ Азимут 48° – толщина по стволу 52 м – в разрезе доминируют карбонаты (известняки, доломиты) с прослоями ангидритов в нижней части интервала.

Анализ керна. Результатом раздела стала концептуальная модель месторождения, которая была получена на основе следующих характеристик: сложный структурно-тектонический план – складчато-надвиговый комплекс Загрос; карбонатные отложения формации J-D – обстановки осадконакопления низкой гидродинамической активности (вакстоун); интенсивные вторичные преобразования (доломитизация, окремнение, ангидритизация); интенсивно развитая трещиноватость; поровая матрица (13%) характеризуется низкой проницаемостью (0.01-2 мД); при отсутствии трещин матрица не способна обеспечить коммерческую продуктивность. Также была проведена статистическая характеристика данных, в результате было установлено, что максимальное количество трещин наблюдается в отложениях, характеризующихся преобладающим содержанием карбонатного вещества (известняк или доломит); Наблюдается тренд увеличения интенсивности трещиноватости от увеличения содержания известняка; Наблюдается тренд увеличения интенсивности трещиноватости от уменьшения толщины пропластка.

Интегрированная модель системы трещин. Результатом проведенной работы стала интегрированная модель системы трещин (рис. 2), заложенная в модель.

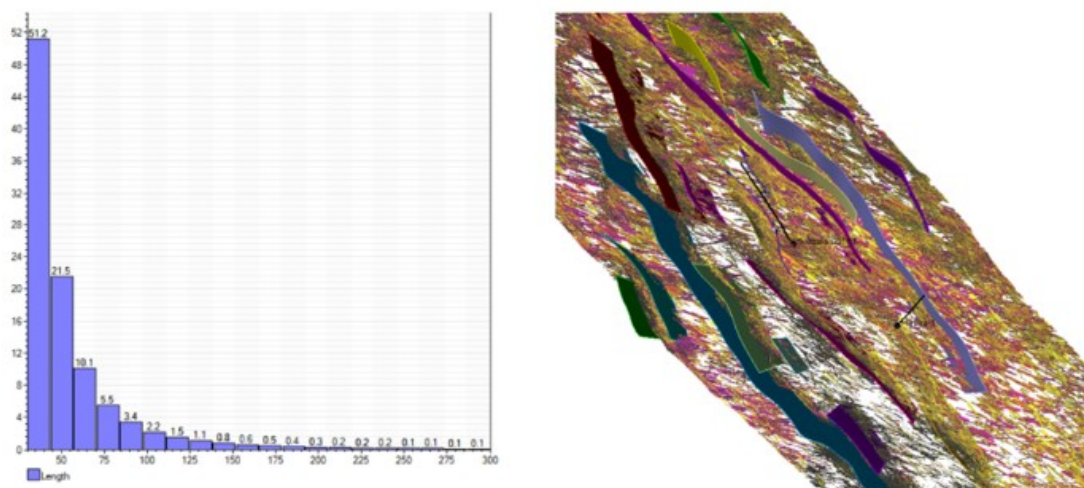


Рис. 2 Распределение длин трещин (слева) и полученная DFN модель (справа)

Согласно этой модели месторождения может быть выделено три стадии трещинообразования: 1) до структурообразования (FS1) или раннее структурообразование; 2) структурообразующие трещины, связанные с формированием антиклинального поднятия (FS2) – чаще всего ориентированы вдоль оси основной структуры, субвертикальные; 3) пост структурообразующие деформации (FS3), образуют секущие разрывные нарушения и коридоры трещиноватости. Коридоры трещиноватости связаны с strike-slip деформациями.

Литература

1. Bourbiaux B. Fractured Reservoir Simulation: a Challenging and Rewarding Issue // Oil & Gas Science and Technology – Review French Institute of Petroleum, 2010. – Vol. 65. – No. 2. – P. 227 – 238.
2. Пинус О.В., Борисенко Д.Ю., Бахир С.Ю. Применение комплексного подхода для геологического моделирования трещиноватых коллекторов Западно-Сибирского фундамента (на примере Малоичского месторождения) // Геология нефти и газа, 2006. – № 6. – С. 38 – 42.